

INCENTIVOS EN LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL (1988-1995)

PABLO AROCENA

Universidad Pública de Navarra

LUIS RODRÍGUEZ

Comisión Nacional del Sistema Eléctrico

El régimen regulador del sector eléctrico vigente en España durante el período 1988-1997 estableció un tipo de regulación por precios máximos cuyo objetivo era incentivar la eficiencia de las empresas eléctricas. En este trabajo se evalúan las consecuencias de la aplicación de este esquema regulatorio a la generación de energía eléctrica con carbón. Con este fin se calcula el cambio productivo y sus componentes explicativos experimentado en los grupos térmicos mediante el índice de productividad de Malmquist. Los resultados obtenidos confirman que en respuesta a los cambios regulatorios se produjeron aumentos significativos en la productividad de las plantas, explicados tanto por el incremento en la tasa de utilización de la capacidad instalada, como por el progreso técnico y el aumento en los niveles de eficiencia técnica. Asimismo, esta mejora de la eficiencia productiva se tradujo en mejoras de beneficios para las empresas, pues el ajuste de tarifas no tenía en cuenta la ganancia posible de productividad.

Palabras clave: regulación, productividad, sector eléctrico.

El sector eléctrico comprende un conjunto de actividades diferenciadas, cuya combinación resulta necesaria para la provisión del servicio final derivado del mismo: generación, transporte, distribución y comercialización o suministro. El carácter de monopolio natural de algunas de estas actividades ha dado lugar, hasta muy recientemente, a una extensión de dicha consideración al conjunto del sector, sometiéndolo en conjunto a un régimen regulado o de intervención pública directa. Este ha sido también el caso de otros sectores como las telecomunicaciones, el gas, los ferrocarriles, etc., en los que la existencia de condiciones de monopolio natural en parte de su actividad productiva, ligada con su carácter de industria de red, ha limitado el papel de las fuerzas de mercado, confiriéndoles una situación de actividades reguladas globalmente.

Hasta el reciente cambio regulatorio que ha supuesto la diferenciación dentro de un sector determinado entre aquellas actividades susceptibles de desarrollarse en un marco competitivo y aquellas otras que, debido a su carácter, deben de so-

meterse a un régimen regulado que facilite la competencia en el conjunto del sector, tradicionalmente la regulación de estas industrias se ha contemplado como una forma de resolver la ineficiencia asignativa que resulta del monopolio natural. Así, el tipo de aproximación más frecuente ha sido recurrir a algún tipo de regulación basada en el coste del servicio, tal y como la conocida regulación por tasa de rendimiento (*rate of return regulation*), en la que los precios deben fijarse de tal manera que los ingresos totales de la empresa regulada deben cubrir todos sus costes incluyendo una tasa de rendimiento “adecuado” sobre el capital invertido.

En cualquier caso, aún bajo el supuesto, normalmente irreal, de un conocimiento perfecto por parte del regulador de las condiciones productivas de las empresas, es bien sabido que la eficiencia económica exige tanto la eficiencia asignativa, es decir, que los precios estén basados en los costes, como la eficiencia productiva, u obtención del producto con el mínimo consumo de factores. Sin embargo, ciertas formas de regulación tienen efectos perversos sobre la eficiencia productiva. En este sentido, el problema de la regulación al coste de servicio es que no estimula la minimización de costes por parte de la empresa regulada [ver por ejemplo Laffont y Tirole (1993)]. Esto explica que, tanto en la teoría como en la práctica, el énfasis se traslade hacia el diseño de mecanismos reguladores que proporcionasen incentivos a la empresa regulada para un comportamiento eficiente (*incentive regulation*). Fruto de ello fueron las reformas reguladoras que se llevaron a cabo en diferentes países, motivando que en varias de las industrias citadas anteriormente se abandonase la tradicional regulación por tasa de rendimiento en favor de la regulación por precios máximos (*price caps*) o la competencia referencial (*yardstick competition*).

El sistema regulador del sector eléctrico adoptado en España en el período 1987-1997 reflejó esta tendencia general. Efectivamente, además del objetivo básico del conocido como Marco Legal y Estable (en adelante MLE), establecido en el Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre de 1987, consistente en asegurar una recuperación y retribución adecuada a las elevadas inversiones efectuadas en el sector eléctrico español, en un momento en el que la crisis económica había dado lugar a una fuerte sobrecapacidad del sistema y un notable incremento de los costes del mismo, en su configuración ocupa, asimismo, un lugar destacado la preocupación por introducir incentivos a la eficiencia. El propósito de este trabajo se centra en el análisis de los resultados derivados de este último objetivo, empleando un análisis no paramétrico de eficiencia con objeto de cuantificar en términos no monetarios la evolución de los incrementos de productividad experimentados en las centrales termoeléctricas de carbón durante el período 1988-1995. Para ello se emplea el índice de Malmquist, ya que permite identificar los elementos que explican el cambio productivo, al tiempo que evitar los principales inconvenientes asociados a las medidas más convencionales de la productividad global de los factores.

La aprobación de la nueva Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de 27 de noviembre de 1997, suponiendo el fin del MLE y la introducción de un mercado eléctrico, hace que los resultados de este trabajo adquieran una especial relevancia en la medida que recogen gran parte de la evolución del conjunto del período de referencia del mismo. Por otra parte, dichos resultados pueden contribuir a ca-

racterizar los efectos de los planteamientos regulatorios en dicho período, así como su potencial virtualidad en un nuevo entorno competitivo en el que dentro del sector conviven actividades reguladas, transporte y distribución, y en competencia, generación y comercialización.

El trabajo se organiza como sigue. En el apartado uno se resume brevemente el marco regulador del MLE y se discuten las consecuencias de los costes estándar, característica distintiva del régimen. El apartado dos repasa brevemente el concepto de productividad global de los factores en el contexto del sector eléctrico. En la sección tres se presenta la metodología utilizada, mientras que el apartado cuatro se dedica a explicar la aplicación realizada y los resultados obtenidos. El trabajo se cierra con el resumen de las principales conclusiones.

1. LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA: EL MARCO LEGAL Y ESTABLE (1988-1997)

El MLE significó la culminación de un importante proceso de reorganización de la industria eléctrica española emprendido a principios de los años ochenta. Diversos cambios fueron introducidos motivados parcialmente por la importante crisis financiera que sufría el sector. El nuevo sistema de compensaciones entre empresas establecido en 1984, la moratoria nuclear decretada en 1984, el intercambio de activos entre las principales compañías eléctricas de 1985 y la nacionalización de la red de alta tensión y subsiguiente creación de Red Eléctrica de España (REE) en 1985, fueron los hechos más significativos que precedieron a la aprobación del MLE en diciembre de 1987. Cuatro son los rasgos principales que definen este marco regulador: la planificación centralizada del equipamiento eléctrico, la explotación unificada de la generación y transporte, la fijación de tarifas únicas para todo el estado, y la incorporación de un conjunto de mecanismos con el fin de promover la eficiencia productiva a través del establecimiento de los llamados costes estándar.

El propósito del MLE era garantizar una remuneración estable a las compañías eléctricas sin la incertidumbre del sistema anterior, al tiempo que estimular una conducta eficiente por parte de las empresas. Es decir, aseguraba a los inversores la recuperación de sus inversiones a lo largo de la vida útil de las instalaciones, siempre que la compañía operase de forma eficiente. Por otra parte, la industria funcionaba como un sistema integrado en cuanto a la toma de decisiones a corto y largo plazo, en la que el control estatal del sector ocupaba un papel predominante (ejercido directamente a través de los Planes Energéticos Nacionales o indirectamente a través de Endesa o Red Eléctrica de España).

Sin duda alguna, la característica distintiva del MLE la constituyen los costes estándares. Estos eran los costes reconocidos a las empresas eléctricas necesarios para el suministro eléctrico. El MLE estandarizaba los costes individualizados para cada instalación (tanto de generación como de distribución) calculándose el precio medio del servicio por el cociente entre el coste estándar total del sistema y la previsión de demanda. En algunas ocasiones se ha catalogado este sistema como un caso de competencia referencial [ver por ejemplo, Laffont y Tirole (1993) pág. 86, o Rojas (1995)] donde la fijación del precio de la empresa regula-

da se determina en función del coste medio de las restantes empresas (excluida la empresa considerada). De esta manera, cualquier ganancia de eficiencia del sector se traduce en una modificación de la referencia¹.

A pesar de la aparente similitud entre el modelo propuesto en el MLE con la competencia referencial, tal y como señalan Rodríguez y Castro (1994), la introducción de la figura de los costes estándar individualizados en el MLE se realiza *ad hoc*, evolucionando en años sucesivos a través de un índice explícito de precios (I.P.C., I.P.I. o el promedio de ambos), por lo que el coste estándar debiera ser interpretado, más bien, como un precio máximo (*price cap*). La regulación a través de precios límite o *price caps* proporciona un incentivo a un comportamiento eficiente en la producción, al tiempo que estimula la innovación, ya que permite a la empresa mantener cualquier reducción de costes que alcance. La incentivación a la eficiencia de las empresas eléctricas en el MLE se conseguía al permitir que éstas se quedasen con el posible diferencial entre los costes estándar y los reales. Sin embargo, con el sistema del MLE las empresas eléctricas españolas no compiten entre ellas, ya que los precios no se modificaban según se modificara el nivel de costes de las empresas. Las empresas competían respecto a un límite máximo de precio establecido (el coste estándar) que se actualizaba periódicamente con un índice de precios. Por tanto, la evolución del coste estándar era independiente de la evolución de la eficiencia del sector y no ha tenido en cuenta los incrementos de productividad del mismo.

Un sistema de precios límite plantea la necesidad de establecer un factor de ajuste que refleje el entorno cambiante o los aumentos de productividad que se produzcan. Esta es la filosofía de la conocida fórmula IPC-X mediante la cual, la tasa de crecimiento de los precios regulados se limita al crecimiento del IPC menos un porcentaje, conocido como "factor X", que refleje el crecimiento productivo de la empresa. Con el fin de ilustrar la necesidad de este ajuste por cambios en la productividad, imaginemos una empresa regulada que produce un output q a un precio p , y utiliza un input x cuyo coste es r . Se supone que el regulador fija los precios de tal manera que se garantiza la viabilidad de la empresa, es decir:

$$pq - rx = 0$$

Básicamente este es el caso del sector eléctrico español, ya que los costes estándares se fijan para cada grupo generador en 1987 garantizando una retribución que compensa a la empresa por los costes incurridos². Suponemos también que esta política quiere mantenerse a lo largo del tiempo, por lo tanto debe cumplirse:

$$\begin{aligned} (\dot{p} + \dot{q}) - (\dot{r} + \dot{x}) &= 0, \\ \dot{p} &= \dot{r} - (\dot{q} - \dot{x}) \end{aligned}$$

(1) Para más detalles, véase su formulación en Schleifer (1985).

(2) El ejemplo propuesto equivale a suponer que los costes estándar establecidos ese año fueron exactamente iguales a los reales.

donde los puntos indican las tasas de variación entre dos períodos de tiempo. La ecuación señala que el cambio en los precios de cada período debe ser igual a la tasa de variación del precio del *input* menos un factor que es igual a la diferencia entre la tasa de variación del *output* menos la tasa de variación del *input*, es decir la variación de la productividad.

En la práctica, para la medida de la variación de los precios de los *inputs* se utiliza un índice de precios, usualmente el Índice de Precios al Consumo, o el Índice de Precios Industriales o incluso el deflactor del PIB. En lo que respecta a los aumentos de productividad, se utilizan estimaciones del crecimiento productivo del sector a largo plazo, o de empresas comparables. Esta determinación es exógena al comportamiento de la propia empresa, y junto con los precios fijos, conduce a una maximización de los incentivos.

La regulación a través de precios máximos es uno de los mecanismos que más se han desarrollado en los últimos años. Se aplicó por primera vez a British Telecom tras su privatización en 1984 [Littlechild (1983)], y posteriormente se extendió su uso a sectores como el gas, agua, telecomunicaciones, aeropuertos o electricidad. Especialmente en Gran Bretaña su uso es generalizado en todos estos sectores [Armstrong *et al.* (1994)]. Así, el regulador eléctrico británico *Office of Electricity Regulation* (OFFER) ha fijado recientemente $X = 4\%$ al transporte de electricidad para el período 1997-2001 y $X = 3\%$ para la distribución para el período 1997-2000 (OFFER, 1995).

El “factor X” del MLE desde 1988 a 1996³ ha sido del 0%, dado que la actualización de los costes estándar desde su establecimiento ha seguido la evolución del IPC o del IPI, independientemente, por tanto, de la evolución de la eficiencia del sector. Además al no fijarse ningún límite a la rentabilidad de las empresas que pudiera significar la revisión de ese 0%, el incentivo para un comportamiento eficiente es máximo. Si existiera ese límite la empresa podría no esforzarse lo suficiente por alcanzar la máxima eficiencia con el fin de no sobrepasar el límite máximo de rentabilidad permitido. Esto significa que cualquier ganancia de productividad alcanzada por las compañías eléctricas se ha traducido en beneficios extraordinarios para las mismas.

2. LA MEDIDA DE LA PRODUCTIVIDAD GLOBAL DE LOS FACTORES

Los índices parciales de productividad o cocientes entre el producto obtenido y la cantidad empleada de uno de los factores empleados en su producción, son los índices más sencillos de calcular e interpretar. Sin embargo, únicamente consideran uno de los factores utilizados, por lo que la mejora de un índice de productividad parcial puede deberse simplemente a un proceso de sustitución de *inputs* y no a una mejora de su eficiencia. Por esta razón resulta necesario medir el efecto combinado de todos los factores en la producción, es decir, construir un indicador de la Productividad Global de los Factores (TFP *Total Factor Productivity*). Así,

(3) En diciembre de 1995, se introdujeron unos factores de descuento sobre el IPC, en las fórmulas de actualización de ciertos costes estándar de generación y distribución para el año 1996.

la variación en la productividad global representa el cambio que registra el *output* que no puede ser explicado por variaciones en los *inputs*. Como señalan Prior *et al.* (1993), al analizar la TFP “se trata de cuantificar el efecto en el *output* de las variaciones de factores no incluidos específicamente en la función de producción: progreso técnico, organización industrial, eficiencia gerencial, mayor habilidad de los trabajadores, mejor adaptación al equipo de producción, etc.” (pág. 200).

El estudio de la productividad de los factores en la teoría económica se basa en la función de producción, que establece una relación conocida entre un vector de factores de producción y el vector máximo de productos que pueden obtenerse. La medida tradicional del crecimiento productivo sigue la formulación de Solow (1957) de la tasa de variación de la productividad global, y su adaptación a períodos de tiempo discreto conocido como índice de Törnqvist. La sencillez de su cálculo descansa en algunos supuestos ciertamente restrictivos, al tiempo que precisa de ciertos requerimientos de información difíciles de satisfacer en un sector regulado. En primer lugar, se supone que la unidad productiva se encuentra en equilibrio a largo plazo: la producción se encuentra en la frontera de posibilidades de producción, por lo que no se contempla la posibilidad de planes de producción ineficientes. En consecuencia, el cambio productivo únicamente refleja desplazamientos en el límite del conjunto de posibilidades de producción, sin tener en cuenta los movimientos que se producen dentro de su conjunto de posibilidades de producción, los cuales representan reducciones o aumentos de ineficiencia de la unidad productiva.

En segundo lugar, se está suponiendo que los niveles de todos los *inputs* se ajustan instantáneamente, según el valor de su productividad marginal, en respuesta a los cambios en los precios, sin existir costes de ajuste. En la industria eléctrica este supuesto implica que una planta generadora de electricidad sería capaz de instalar la capacidad necesaria en cada momento para satisfacer la demanda actual, ignorando la demanda futura.

Por último, se precisan datos sobre precios de los *inputs* y de los *outputs*. En el caso de un sector con precios regulados esta información no es disponible. Por otra parte, resulta obvio que cualquier cálculo de TFP con los costes estándar no tendría ninguna validez.

Para evitar estos inconvenientes, parece más apropiado evaluar el crecimiento productivo en el sector eléctrico mediante el índice de Malmquist [Malmquist (1953)]. Como señalan Grifell y Lovell (1995a) el índice de productividad de Malmquist presenta varias ventajas frente a los métodos más tradicionales de medir la productividad global de los factores:

a) En primer lugar, no se necesitan supuestos sobre el comportamiento de la unidad que se analiza, tales como la maximización de beneficios o la minimización de costes.

b) Un índice de productividad de Malmquist está basado en funciones de distancia, por lo que no se requieren precios de *inputs* o *outputs* en su construcción. Este hecho hace que su atractivo sea mayor para situaciones en los que los precios no pueden observarse o están distorsionados, como es el caso del sector eléctrico.

c) Finalmente, al contrario que el índice de Törnqvist, puede descomponerse en elementos que expliquen las causas del cambio productivo.

3. EL ÍNDICE DE MALMQUIST

El índice de Malmquist se utilizó originalmente en la teoría del consumidor [Malmquist (1953)], hasta que Caves *et al.* (1982) lo aplicasen a la medida de la productividad. Posteriormente Färe *et al.* (1989) lo calculan a través de técnicas no paramétricas y desarrollan su descomposición.

La definición general del índice de Malmquist está basada en el concepto económico de función de distancia introducido por Shephard (1970), cuya inversa es igual a la medida de la eficiencia técnica enunciada por Farrell (1957). Desde la contribución inicial de Farrell (1957) al análisis de la producción, se ha desarrollado el concepto de frontera de producción formada por las mejores observaciones, que define el límite de las combinaciones de *output-input* posibles. De esta manera, la cuantía en la que una observación se encuentre alejada de la frontera nos dará una medida de su ineficiencia técnica. En particular, se considera que una unidad es técnicamente eficiente si no es posible aumentar la cantidad obtenida de uno de sus productos sin incrementar el uso de ningún factor o sin disminuir la cantidad obtenida de cualquier otro producto. Alternativamente, si se define la eficiencia orientada al input, entonces una unidad es técnicamente eficiente si no es posible disminuir la utilización de uno de sus factores sin aumentar el uso de cualquier otro recurso o sin disminuir la cantidad de algún producto.

Un índice de Malmquist mide el cambio en la productividad de una empresa, comparando sus valores de *outputs* e *inputs* en dos momentos del tiempo (t y $t+1$) con la frontera construida con las observaciones del resto de empresas en ambos períodos. Para cada período $t = 1, \dots, T$ la tecnología de producción de una empresa viene representada por la transformación del vector de *inputs*, $x^t \in R_+^N$ en el vector de *outputs*. En la aplicación que se realiza en este trabajo la tecnología se especifica de forma secuencial [Tulkens y Vanden Eeckaut (1995)]. Con una tecnología secuencial, la frontera de las mejores prácticas en el año t se construye con los datos de *inputs* y *outputs* del año t y de todos los años anteriores. Por otra parte, esta caracterización de la tecnología implica que el conocimiento tecnológico se acumula en el tiempo, por lo que no se contempla la posibilidad de regreso tecnológico o desplazamientos hacia atrás de la frontera de producción. Asimismo, proporciona una mayor estabilidad de los resultados a lo largo del tiempo, a la vez que soluciona posibles problemas asociados a la disponibilidad de un limitado número de observaciones.

Por lo tanto, la tecnología en el período t está formada por el conjunto de todos los vectores de *inputs* y *outputs* factibles a lo largo del tiempo, es decir:

$$GR^s = \left\{ (x^s, y^s) : x^s \text{ puede producir } y^s \right\}, s = 1 \text{ hasta } s = t; t = 1, \dots, T$$

Se define asimismo, el conjunto de posibilidades de producción como:

$$P^s(x^t) = \left\{ y^t : (y^t, x^t) \in GR^s \right\}; t = 1, \dots, T$$

siendo $P^s(x^t)$ cerrado, acotado y convexo, y satisface libre disponibilidad de *inputs* y *outputs*⁴. Siguiendo a Shephard (1970) o Färe *et al.* (1994a) se define la función de distancia del *output* en t :

$$D^s(x^t, y^t) = \min\{\theta : (y^t/\theta) \in P^s(x^t)\}, t = 1, \dots, T$$

Esta función es la inversa de la medida de la eficiencia técnica original de Farrell (1957)⁵, y se define como la inversa de la máxima expansión proporcional del vector de *output* y^t , dados los *inputs* x^t . En concreto, $D^s(x^t, y^t) \leq 1$ si y sólo si $(x^t, y^t) \in GR^t$. Además, $D^s(x^t, y^t) = 1$ si y sólo si (x^t, y^t) se encuentra en la frontera de producción.

El índice de Malmquist orientado al *output*, con tecnología secuencial y referido a s se define como:

$$M^s(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1}) = \frac{D^s(x^{t+1}, y^{t+1})}{D^s(x^t, y^t)}$$

$M^s(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1})$ compara (x^{t+1}, y^{t+1}) con (x^t, y^t) , utilizando como referencia la tecnología secuencial desde $s = 1$ hasta t . Berg *et al.* (1992), Førsund (1993), Färe *et al.* (1994b), Waddams y Weyman-Jones (1996) y Grifell y Lovell (1996) construyen el índice de Malmquist con otras orientaciones y caracterizaciones de la tecnología. Färe *et al.* (1998) ofrece una reciente revisión de diversos aspectos teóricos y prácticos.

La función de distancia del numerador relaciona los *inputs* y *outputs* del año $t+1$ con el conjunto de comparación definido desde $s = 1$ hasta $s = t$. Es decir,

$$D^s(x^{t+1}, y^{t+1}) = \min\{\theta(y^{t+1}/\theta) \in P^s(x^{t+1})\}^6$$

El índice puede tomar valores mayores, iguales o menores que la unidad, indicando crecimiento, mantenimiento o reducción de la productividad respectivamente, y se puede descomponer de la siguiente manera:

$$M^s(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1}) = \frac{D^{s+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D^s(x^t, y^t)} \quad (a)$$

$$\frac{D^s(x^{t+1}, y^{t+1})}{D^{s+1}(x^{t+1}, y^{t+1})} \quad (b)$$

(4) Ver Färe *et al.* (1994) para más detalles.

(5) Formalmente:

$$[D^s(x^t, y^t)]^{-1} = \max\{\theta : (\theta y^t) \in P^s(x^t)\}, t = 1, \dots, T$$

(6) Obsérvese que $D^s(x^{t+1}, y^{t+1})$ puede ser mayor que la unidad, ya que y^{t+1} no tiene por qué pertenecer a $P^s(x^t)$.

El término (a) mide el cambio en la eficiencia técnica entre los períodos t y $t+1$. Si es mayor que la unidad señala que la producción en el período $t+1$ se encuentra más cercana a la frontera de posibilidades de producción que la producción en el momento t . Si el término (a) es igual a uno, la distancia respecto a la frontera en t y en $t+1$ es idéntica. Por último si es menor que la unidad significa que se ha producido un deterioro en la eficiencia técnica de la unidad considerada. El término (b) indica la relación entre el máximo output alcanzado en $t+1$ y el que era alcanzable en el período t con la cantidad de inputs utilizada en el período $t+1$. De manera más gráfica, mide el desplazamiento de la frontera de producción entre los dos períodos de tiempo, es decir, el cambio técnico.

El índice de Malmquist refleja fielmente el cambio en la productividad cuando la tecnología exhibe rendimientos constantes de escala. Sin embargo, cuando existen rendimientos variables a escala, Grifell y Lovell (1995a) demuestran que el valor del índice tradicional de Malmquist es una medida imprecisa del cambio productivo. En concreto, sobrevalora el cambio de la productividad bajo rendimientos decrecientes a escala y lo infravalora bajo rendimientos crecientes a escala. Dos propuestas diferentes para solucionar este problema son el índice de Malmquist Generalizado introducido por Grifell y Lovell (1995b, 1997) o la especificación propuesta por Bjurek (1996). No obstante, en este trabajo calculamos el índice de Malmquist tradicional dado que, tal y como se detalla en el apartado siguiente, la tecnología subyacente se caracteriza por presentar rendimientos constantes de escala.

Siguiendo a Färe *et al.* (1994a), el cálculo de las funciones de distancia planteadas se realiza mediante técnicas de programación lineal encuadradas dentro del generalmente conocido *Data Envelopment Analysis* (DEA). Charnes *et al.* (1994) y Lovell (1994) constituyen completas revisiones de esta metodología. Así, la primera distancia que se precisa se obtiene resolviendo el siguiente programa:

$$\begin{aligned}
 & \left(D^s(x^{jt}, y^{jt}) \right)^{-1} = \max \theta \\
 & \text{sujeto a} \\
 & \theta y_m^{jt} \leq \sum_{i=1}^{I_t} \sum_{s=1}^t z^{is} y_m^{is} \quad m = 1, \dots, M \\
 & \sum_{i=1}^{I_t} \sum_{s=1}^t z^{is} x_n^{is} \leq x_n^{jt} \quad n = 1, \dots, N \\
 & z^{is} \geq 0 \quad i = 1, \dots, I_t ; s = 1, \dots, t
 \end{aligned} \tag{1}$$

De igual manera, la distancia que incluye períodos mixtos se obtiene mediante la resolución del siguiente problema:

$$\begin{aligned}
 & \left(D^s(x^{jt+1}, y^{jt+1}) \right)^{-1} = \max \theta \\
 & \text{sujeto a} \\
 & \theta y_m^{jt+1} \leq \sum_{i=1}^{I_t} \sum_{s=1}^t z^{is} y_m^{is} \quad m = 1, \dots, M \\
 & \sum_{i=1}^{I_t} \sum_{s=1}^t z^{is} x_n^{is} \leq x_n^{jt+1} \quad n = 1, \dots, N \\
 & z^{is} \geq 0 \quad i = 1, \dots, I_t ; s = 1, \dots, t
 \end{aligned} \tag{2}$$

Cada uno de los problemas se resuelve

$$\sum_{i=1}^T i_t$$

veces, una para cada observación (x^{it}, y^{it}) , $i=1, \dots, I_t$ en los periodos $t=1, \dots, T$. Como se ha dicho, la tecnología se ha definido secuencialmente de $s=1$ hasta $s=t$.

4. LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN ESPAÑA

La generación es la fase que más incidencia tiene en el precio final de la electricidad ya que representa alrededor del 65% del coste total de suministro. Aunque la electricidad pueda parecer un bien homogéneo, no lo es desde el punto de vista de la energía primaria utilizada para su producción. La diversidad de fuentes generadoras queda patente en el cuadro 1, el cual recoge la estructura de la producción de energía eléctrica en España durante el período 1988-1995.

Cuadro 1: ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA
Porcentaje sobre el total

Año	Hidráulica	Nuclear	Carbón	Fuel-Gas
1988	25,7	37,2	35,8	1,3
1989	13,0	39,0	44,8	2,2
1990	17,6	38,3	41,9	2,2
1991	18,2	37,9	40,8	3,1
1992	13,2	37,9	43,4	5,5
1993	16,5	39,2	43,0	1,3
1994	18,3	38,5	42,2	1,0
1995	15,0	38,0	44,3	2,7
Media	17,2	38,3	42,1	2,4

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España.

El interés de este trabajo se centra exclusivamente en el crecimiento productivo experimentado por las centrales generadoras de electricidad que utilizan carbón como energía primaria. No se incluyen otras fuentes de generación como la hidráulica o la nuclear, por lo que se preserva un elevado grado de homogeneidad tecnológica del conjunto de referencia. Por otra parte, como se observa en el cuadro 1, ésta representa el mayor porcentaje sobre el total de la electricidad generada en España, con una producción media anual del 42% a lo largo del período considerado.

La unidad de análisis que se considera es el grupo generador, alcanzándose de esta manera el máximo nivel de desagregación. Para ello se cuenta con información de los 33 grupos térmicos de carbón disponibles durante el período 1988-1995, los cuales generaron la totalidad de la energía eléctrica producida con carbón en el sistema eléctrico peninsular. El cuadro 2 resume los valores medios del período analizado para algunas de las variables que describen a los grupos térmicos incluidos en este trabajo.

El cuadro 2 revela diferencias significativas en el tamaño y el mínimo técnico en el conjunto de generadores⁷. En particular, se da el caso de que los mayores grupos poseen un mínimo técnico superior a la potencia instalada de los grupos más pequeños. Esto implica que aun cuando el generador más pequeño utilizase su capacidad al 100%, el mayor generador no alcanzaría el mínimo necesario para empezar a producir. Al no disponer todos los grupos de las mismas posibilidades tecnológicas, no sería correcto realizar el estudio para todos los generadores conjuntamente, por lo que se ha optado por construir dos conjuntos en función del tamaño. El criterio seguido para dividir la muestra ha sido el de incluir en el conjunto de los generadores más pequeños a aquéllos cuya potencia instalada no alcanza el mayor mínimo técnico existente. Este conjunto lo integran los nueve grupos generadores menores de 250 megavatios (MW) de potencia instalada. El cuadro 3 resume las principales características de las dos divisiones. Se observa que el tamaño medio de los grupos mayores (374 MW) es más del doble que el de los pequeños (166 MW). Asimismo, aunque la disponibilidad de los generadores es idéntica en ambos conjuntos, el número de horas de funcionamiento anual es sensiblemente superior en las centrales de mayor tamaño, representando una tasa de utilización del 81% para los grupos mayores de 250 MW frente al 47% para los grupos más pequeños. Estas diferencias en el número, tamaño y utilización de los grupos explican la enorme diferencia en la contribución de ambos conjuntos al total de generación. Así, mientras los grupos mayores generaron casi el 92% del total de la energía producida con carbón, los grupos pequeños contabilizan alrededor del 8%. Asimismo, se aprecia una mayor productividad por empleado y una mayor eficiencia térmica en los grupos más grandes.

La industria eléctrica se caracteriza por la existencia de importantes economías de densidad, coordinación y escala en algunas fases del suministro eléctrico, como la transmisión y la distribución. Sin embargo, los estudios sobre el alcance

(7) La potencia de mínimo técnico consiste en la mínima carga a la que puede mantenerse un grupo térmico de forma estable y continua.

Cuadro 2. VARIABLES DESCRIPTIVAS DE LOS GRUPOS TÉRMICOS
Valores medios 1988-1995

GRUPO	Potencia instalada	Mínimo técnico	Termias por Mwh generado	Coefficiente disponibilidad ¹	Horas funcion. anual
Aboño 1	360	197	2610	0,94	4588
Aboño 2	543	249	2421	0,90	8048
Anllares	350	166	2453	0,92	7154
Compostilla 1	141	65	2795	0,94	2952
Compostilla 2	141	69	2688	0,96	4274
Compostilla 3	330	158	2482	0,88	7109
Compostilla 4	350	173	2473	0,89	7567
Compostilla 5	350	173	2448	0,91	7774
Escucha	160	80	2925	0,96	5675
Guardo 1	148	75	2778	0,82	2641
Guardo 2	350	150	2496	0,89	6626
Lada 3	155	74	2730	0,95	1425
Lada 4	350	180	2602	0,87	6963
La robla 1	270	136	2657	0,92	4759
La robla 2	350	213	2465	0,89	7258
Litoral	550	180	2371	0,92	7775
Los barrios	550	180	2392	0,92	8161
Meirama	550	250	3127	0,90	7505
Narcea 2	154	84	2564	0,97	3155
Narcea 3	350	213	2449	0,93	7289
Pasajes	214	105	2530	0,90	4648
Puentenuevo	313	150	2568	0,92	7864
Puentes 1	350	230	3041	0,87	7179
Puentes 2	350	230	3056	0,84	7293
Puentes 3	350	230	3051	0,84	7260
Puentes 4	350	230	3036	0,82	7028
Puertollano	220	80	2664	0,79	6131
Serchs	160	80	2874	0,90	5946
Soto 2	254	154	2576	0,95	4460
Soto 3	350	172	2458	0,92	7612
Teruel 1	350	180	2625	0,95	7630
Teruel 2	350	180	2633	0,93	7377
Teruel 3	350	180	2647	0,95	7291

Nota:

$$1. \text{ Coef. Disponibilidad} = \frac{\text{Disponibilidad}}{\text{Potencia} * 8760}$$

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España.

Cuadro 3: VARIABLES DESCRIPTIVAS DE LOS DOS CONJUNTOS DE GRUPOS TÉRMICOS

GRUPOS	Potencia instalada	Mínimo técnico	Termias por Mwh generado	Energía generada (MWh) por empleado	Coefficiente disponibilidad	Porcentaje sobre total generación	Horas funcion. anual
> 250 Mw	374	190	2623	13325	0,91	91,8%	7066
< 250 Mw	166	79	2724	4955	0,91	8,2%	4094

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España.

de las economías de escala al nivel de planta en la generación de electricidad indican que éstas se agotan con unidades de tamaño relativamente pequeño. Así, centrándonos exclusivamente en las plantas térmicas de carbón, los trabajos de Seitz (1971) o Stewart (1979) coinciden en estimar que este tamaño es de 250 MW, mientras que Wills (1978) establece que los costes unitarios de capacidad no disminuyen significativamente con tamaños de planta superiores a 100 MW. Por su parte, Joskow y Schmalensee (1983) sugieren un tamaño mínimo eficiente de 400 MW para una planta de carbón de carga base.

Por otra parte, Färe *et al.* (1985) calculan la eficiencia de escala o la distancia a la que los generadores se encuentran de la escala más productiva (*most productive scale size*)⁸ de una muestra de 32 plantas térmicas de carbón. Dichos autores obtienen un valor medio de la eficiencia de escala de 0,956, con desviación estándar 0,044 revelando por tanto pequeñas desviaciones respecto a la escala óptima. Este resultado resulta más llamativo dada la gran diferencia entre los tamaños de las plantas que integran el conjunto de referencia que utilizan los autores: 113 MW el grupo más pequeño y 2482 MW la planta más potente.

En el presente trabajo, los tamaños varían para el conjunto de los grupos pequeños entre 141-220 MW y para el conjunto de los grupos mayores entre 254-550 MW (ver cuadro 2). A la luz de la evidencia citada, consideramos razonable suponer que no existen economías significativas asociadas al tamaño dentro de cada una de las divisiones. En cualquier caso, el valor medio de la eficiencia de

(8) La eficiencia de escala se computa mediante el cociente entre la distancia relativa a la tecnología con rendimientos constantes y la distancia relativa a la tecnología bajo el supuesto de rendimientos variables. La mayor o menor proximidad de este valor respecto a 1 indica la desviación de la planta respecto a la escala óptima, y por tanto la importancia relativa de los rendimientos variables de escala. La distancia bajo el supuesto de rendimientos variables de escala [Banker *et al.* (1984)], se calcula solucionando el problema [1] incorporando la restricción

$$\sum_{i=1}^{I_i} \sum_{s=1}^S z^{is} = 1.$$

escala obtenido en el presente trabajo es aún más elevado que el obtenido en Färe *et al.* (1985): 0,981 con una desviación estándar de 0,017. Se corrobora así que no existen diferencias apreciables entre los generadores debidas a la escala dentro de los intervalos de tamaños aquí contemplados.

4.1. Datos y variables utilizadas

El *output* considerado es la energía eléctrica producida por los grupos generadores. Cada planta genera una cantidad total de megawatios hora (MWh) de energía bruta, o generación en bornes de alternador (B.A.). Sin embargo, parte de la energía producida es utilizada por el grupo para su propio consumo. Por esta razón, se introduce como medida del *output* la “energía neta” (el total producido menos el consumo propio del grupo), o de forma más técnica, la cantidad real de MWh producidos en barras de central (B.C.). De esta forma se tienen en cuenta las diferencias de autoconsumos existentes entre las plantas, computándose exclusivamente la energía que sale del grupo y se vierte a la red.

Desde un punto de vista general se puede caracterizar la generación de electricidad como un proceso multiproducto, con dos *outputs* fundamentales: energía y garantía de potencia. El análisis realizado, al limitarse a uno de los posibles tipos de generación del sistema, no permite la consideración global de la garantía de potencia del mismo, aún en el caso de llegar a un acuerdo entre las múltiples posiciones dispares respecto a lo que esta significa. En cualquier caso, los resultados obtenidos en el apartado 5.3 al controlar el nivel de utilización de las plantas analizadas, se podrían considerar como una aproximación al grado de eficiencia productiva derivado de una contribución constante a la garantía de potencia del conjunto del sistema.

El proceso de producción de energía eléctrica requiere de tres *inputs* básicos: capital, trabajo y combustible. Como *proxy* del capital se utiliza la potencia instalada del grupo medida en megawatios (MW). El factor trabajo se expresa por el número total de empleados. Por último, se considera la cantidad total de combustible consumido durante las horas de funcionamiento del grupo, tanto en las horas de arranque como en las que está produciendo energía. Viene expresado en millones de termias, con el fin de agregar tanto las distintas categorías de carbón que puede utilizar una central, como los combustibles de apoyo (fuel-oil, gas-oil y gas). Éstas son las variables tradicionalmente utilizadas en otros trabajos como el de Seitz (1971), Färe *et al.* (1985) o Pollitt (1995). Como se puede apreciar todas las variables vienen expresadas en unidades físicas y no en monetarias. En este sentido se sigue la definición microeconómica más pura de la noción de eficiencia técnica: minimización de los niveles de factores físicos empleados, frente al concepto de eficiencia global, que minimiza los costes de esos factores. Además, al tratarse de un análisis intertemporal, presenta la ventaja adicional de evitar la distinta valoración monetaria en el tiempo.

Todos los datos han sido obtenidos de la Dirección General de Explotación de Red Eléctrica de España, excepto los referidos al empleo, los cuales han sido suministrados por las empresas eléctricas.

4.2. Resultados: el crecimiento productivo y sus componentes

La primera columna del cuadro 4 muestra las tasas de cambio productivo medio anual mediante el índice de Malmquist⁹ para cada uno de los grupos generadores, durante el período 1988-1995. Recordamos que valores del índice superiores (inferiores) a la unidad indican crecimiento (disminución) de la productividad. Por lo tanto, se aprecia que todos los grupos térmicos excepto dos, han experimentado aumentos en la productividad. Así, por ejemplo el grupo Escucha exhibe una tasa de crecimiento productivo del 3% anual, en tanto que en el grupo Soto 2 se detecta una disminución del 0,3% anual y el grupo Guardo 1 no registra cambio productivo alguno. Con el fin de conocer cuál ha sido la mejora de la productividad para el conjunto del sector, la primera columna del cuadro 5 presenta las tasas de crecimiento productivo anual obtenidas mediante la ponderación de los resultados individuales por la participación de cada grupo generador sobre el total de la electricidad producida con carbón. A excepción de 1989-1990 que refleja una caída de la productividad del 0,9%, el resto de los años muestran tasas positivas, siendo durante el primer año cuando se produce el mayor incremento (10,5%).

La segunda y tercera columna de los cuadros 4 y 5 recogen la descomposición del índice de Malmquist para cada uno de los generadores y para el conjunto del sector respectivamente. En ambos cuadros se aprecian variaciones en la productividad atribuibles tanto a la mejora de la eficiencia técnica como al progreso técnico. No obstante, estas cifras podrían no reflejar fielmente el efecto de ambos componentes en el caso de que se hayan producido variaciones importantes en el grado de utilización de las plantas a lo largo del período. En particular, pueden aparecer sobrestimadas en épocas de una alta utilización del equipo y subestimadas en años de menor actividad. El siguiente epígrafe se ocupa en analizar con mayor precisión el verdadero efecto y la contribución relativa que tienen el cambio del grado de utilización, de la eficiencia técnica y el cambio técnico en el crecimiento productivo.

4.3. La tasa de utilización de la capacidad instalada

Como ya se ha mencionado en el apartado 2, una de las características del marco regulador español en la etapa de referencia del análisis fue la explotación unificada del parque generador, lo cual implicaba que el sector funcionase como un sistema integrado. Una explotación unificada satisface la demanda con la producción de las unidades generadoras ordenadas de forma creciente por su coste variable de funcionamiento. Así, en el caso de un año especialmente húmedo el empleo de la generación de origen hidráulico es muy alto, ya que estas plantas deben operar más tiempo por tener los costes marginales más bajos, y viceversa, en una situación de bajo nivel de precipitaciones, las centrales térmicas deben funcionar durante más tiempo para compensar una menor producción hidráulica. En consecuencia, la mayor o menor utilización de las plantas de carbón depende tanto de la demanda global del sistema como del grado de empleo de otros tipos

(9) Dado que el índice de Malmquist es multiplicativo, se trata de medias geométricas.

Cuadro 4: ÍNDICE DE MALMQUIST Y SU DESCOMPOSICIÓN
Valores medios anuales

	Índice de Malmquist	Cambio eficiencia técnica	Cambio técnico
GRUPOS > 250 MW			
Aboño 1	1,006	1,002	1,003
Aboño 2	1,012	1,003	1,009
Anllares	1,014	1,012	1,003
Compostilla 3	1,011	1,008	1,004
Compostilla 4	1,010	1,005	1,005
Compostilla 5	1,010	1,000	1,011
Guardo 2	1,015	1,012	1,003
Lada 4	1,015	1,000	1,015
La Robla 1	1,004	1,003	1,001
La Robla 2	1,003	0,999	1,004
Litoral	1,037	1,018	1,018
Los Barrios	1,046	1,016	1,030
Meirama	1,033	1,019	1,014
Narcea 3	1,008	1,006	1,002
Puentenuevo	1,018	1,004	1,013
Puentes 1	1,029	1,011	1,018
Puentes 2	1,043	1,024	1,019
Puentes 3	1,057	1,037	1,019
Puentes 4	1,059	1,040	1,018
Soto 2	0,997	0,997	1,000
Soto 3	1,003	0,999	1,005
Teruel 1	1,032	1,008	1,024
Teruel 2	1,030	1,004	1,026
Teruel 3	1,021	1,003	1,018
GRUPOS < 250 MW			
Compostilla 1	1,007	1,001	1,006
Compostilla 2	1,008	1,000	1,008
Guardo 1	1,000	1,000	1,000
Lada 3	1,002	1,002	1,000
Narcea 2	0,995	0,995	1,000
Pasajes	1,003	1,003	1,000
Puertollano	1,020	1,007	1,013
Serchs	1,030	1,022	1,008
Escucha	1,030	1,025	1,005

Cuadro 5: ÍNDICES DE MALMQUIST PONDERADOS POR LA PARTICIPACIÓN DE CADA GRUPO TÉRMICO SOBRE EL TOTAL DE GENERACIÓN POR CARBÓN

	Crecimiento productivo	Cambio eficiencia técnica	Cambio técnico
1988-1989	1,105	1,095	1,009
1989-1990	0,991	0,991	1,000
1990-1991	1,028	1,016	1,012
1991-1992	1,042	0,975	1,069
1992-1993	1,009	1,009	1,000
1993-1994	1,003	1,000	1,003
1994-1995	1,030	1,027	1,002

de tecnologías de generación para satisfacer dicha demanda, ya sea debido a su mayor eficiencia relativa o a la existencia de restricciones de carácter regulatorio, derivadas de la existencia de cupos prioritarios de carbón o condiciones medio-ambientales.

Volviendo al cuadro 1 se observa que 1988 es el año de mayor producción hidráulica y de menor producción térmica del período, mientras que en 1989 ocurre el fenómeno contrario. Asimismo, como se puede apreciar en la última columna del cuadro 2, no todas las plantas térmicas operan el mismo número de horas. El cuadro 6 refleja el grado de utilización anual de los generadores de carbón mediante la media del ratio Horas de Funcionamiento/Total de Horas Anuales (8760) a lo largo del período analizado.

Cuadro 6: TASA ANUAL DE UTILIZACIÓN DE LOS GRUPOS TÉRMICOS (Horas Funcionamiento Anual/Total de Horas Anuales)

	Tasa utilización (%)
1988	56,5
1989	78,5
1990	73,5
1991	72,0
1992	75,6
1993	70,3
1994	69,9
1995	74,8

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España.

A simple vista se observa un aumento de más de 18 puntos en el grado de utilización de las plantas de 1988 a 1995, con una tasa de utilización máxima superior al 78% en 1989. Sin embargo, dado que la potencia instalada no se puede modificar en el corto plazo, la variación en el grado de utilización de la capacidad instalada puede llevar a conclusiones erróneas sobre el verdadero efecto de la eficiencia técnica o el cambio técnico, ya que el incremento en la utilización de los recursos fijos explicaría una parte importante de la mejora de la productividad experimentada en el período. Esto es, si la capacidad se mantiene fija, un aumento de las horas de utilización de la planta podría reflejar un aumento de la eficiencia técnica aun en el caso de que no hubiese mejorado la utilización de ninguno de los inputs. Con el fin de aislar el efecto de los cambios en la tasa de utilización de las plantas generadoras, calculamos los índices de Malmquist mediante el ajuste de la potencia instalada con el número de horas de funcionamiento del grupo. En concreto, la potencia instalada de cada grupo se multiplica por su ratio Horas de funcionamiento del grupo/ Total horas anuales, obteniéndose de esta manera la medida de la capacidad (MW) "efectivamente" utilizada. A este nuevo índice lo denominamos índice de Malmquist "neto". Las tres primeras columnas de los cuadros 7 y 8 muestran los resultados obtenidos con el índice de Malmquist "neto" y su descomposición para cada uno de los generadores y para el conjunto del sector, respectivamente. En el cuadro 8, la columna (5) vuelve a reflejar las tasas de crecimiento productivo ya mostradas en la primera columna del cuadro 5. Aunque, a excepción de 1989-1990, todos los años muestran crecimientos de la productividad, no se aprecia un ritmo constante de crecimiento. Por el contrario, se observan variaciones importantes en la cuantía del cambio productivo de un año para otro, así como en el impacto que tienen los diversos componentes del cambio productivo en cada período.

En este sentido, las diferencias entre las columnas (5) y (1) revelan el efecto del ajuste realizado en la potencia instalada. La columna (4) se ha calculado por el cociente entre los valores de ambas, reflejando la cuantía con la que el incremento en la tasa de utilización de los grupos térmicos contribuye a explicar las ganancias de productividad experimentadas por el conjunto del sector a lo largo del período. Así, el ejercicio 1988-1989 exhibe la máxima cifra (4,8%) atribuible al espectacular aumento (22 puntos) en la tasa de utilización de la capacidad, según se muestra en el cuadro 6. Igualmente, la caída del 0,9% de la productividad que se registra en 1990 se explica exclusivamente por el descenso en la utilización de los grupos (5 puntos para el conjunto del sector).

Es en el primer año donde se materializan los mayores incrementos en la eficiencia técnica (4,7%), sugiriendo que los incentivos que introdujo el nuevo marco regulador condujeron a las empresas a centrar inmediatamente sus esfuerzos en la gestión de aquellas áreas o actividades en las plantas susceptibles de mejora. También es de destacar el aumento del 2% experimentado en el año 1995. Este hecho parece responder al esfuerzo realizado por las empresas eléctricas para mejorar la gestión ante las mayores exigencias que planteaba el nuevo entorno competitivo diseñado en la *Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional* (LOSEN), aprobada por el Parlamento en diciembre de 1994. La LOSEN supuso la introducción de ciertas medidas destinadas a incrementar el grado de transpa-

**Cuadro 7: ÍNDICE DE MALMQUIST CON POTENCIA AJUSTADA POR LA TASA
DE UTILIZACIÓN**
Valores medios anuales

	Índice de Malmquist neto	Cambio eficiencia técnica	Cambio técnico
GRUPOS > 250 MW			
Aboño 1	1,003	0,998	1,004
Aboño 2	1,010	1,003	1,007
Anllares	1,008	1,005	1,003
Compostilla 3	1,011	1,001	1,010
Compostilla 4	1,007	0,999	1,008
Compostilla 5	1,007	0,997	1,010
Guardo 2	1,011	1,008	1,003
Lada 4	1,016	1,011	1,005
La Robla 1	1,012	1,000	1,011
La Robla 2	0,994	0,989	1,005
Litoral	1,030	1,018	1,012
Los Barrios	1,040	1,016	1,024
Meirama	1,038	1,025	1,012
Narcea 3	1,008	1,005	1,003
Puentenuevo	1,008	1,006	1,002
Puentes 1	1,022	1,010	1,012
Puentes 2	1,016	1,005	1,012
Puentes 3	1,024	1,012	1,012
Puentes 4	1,024	1,013	1,011
Soto 2	0,997	0,994	1,002
Soto 3	1,006	0,996	1,010
Teruel 1	1,022	1,004	1,018
Teruel 2	1,021	1,003	1,018
Teruel 3	1,021	1,002	1,019
GRUPOS < 250 MW			
Compostilla 1	1,020	1,013	1,007
Compostilla 2	1,018	1,002	1,015
Guardo 1	0,986	0,985	1,002
Lada 3	1,004	1,004	1,000
Narcea 2	1,001	1,000	1,001
Pasajes	1,004	1,004	1,000
Puertollano	1,009	1,008	1,001
Serchs	1,026	1,024	1,002
Escucha	1,026	1,025	1,001

Cuadro 8. TASAS DE CRECIMIENTO PRODUCTIVO ANUAL Y SUS COMPONENTES

	(1) Índice de Malmquist neto	(2) Cambio eficiencia técnica	(3) Cambio técnico	(4) Cambio en la tasa de utilización	(5) Crecimiento productivo
1988-1989	1,054	1,047	1,007	1,048	1,105
1989-1990	1,012	1,005	1,007	0,980	0,991
1990-1991	1,008	1,005	1,002	1,021	1,028
1991-1992	1,028	0,973	1,056	1,014	1,042
1992-1993	1,011	1,010	1,001	0,998	1,009
1993-1994	1,001	1,001	1,000	1,002	1,003
1994-1995	1,020	1,020	1,000	1,010	1,030

rencia y competencia en el sector eléctrico [Rodríguez Romero (1995)]. La expectativa de una mayor presión competitiva condujo a las empresas a establecer como objetivo prioritario las acciones destinadas a aumentar la eficiencia de las instalaciones térmicas de generación, tal y como se recoge explícitamente en los planes estratégicos de las compañías eléctricas [ver Fernández de la Buelga *et al.* (1994)].

En cuanto al progreso técnico, la moderada tendencia que se exhibe durante los tres primeros años se rompe en el período 1991-1992 con el elevado incremento del 5,6%. Este significativo cambio vino mayormente determinado por la aplicación de la regulación medioambiental en lo referente a los límites de emisiones de contaminantes atmosféricos (óxidos de azufre y de nitrógeno) para las grandes instalaciones de combustión, establecida en el Real Decreto 646/91 de 22 de abril de 1991¹⁰. El cumplimiento de la normativa medioambiental obligó a la realización de importantes inversiones (especialmente en las plantas que quemaban lignitos) que implicaron la transformación de sistemas de combustión y de la configuración de las mezclas de carbones, mejorando al mismo tiempo de manera sustancial la eficiencia térmica de las instalaciones. No obstante, la introducción de estas innovaciones fue acompañada por un empeoramiento (-2,7%) del nivel relativo de la eficiencia con el que operaron los generadores respecto al período anterior. Por el contrario, los tres últimos años se caracterizan por una recuperación de la eficiencia técnica, al tiempo que no se registran mejoras adicionales atribuibles al progreso técnico.

(10) En particular, instalaciones de combustión con potencia térmica igual o superior a 50 MW y que hubieran sido autorizadas antes del 1 de julio de 1987. Todos los grupos de carbón analizados en este trabajo pertenecen a esta categoría.

5. CONCLUSIONES

El Marco Legal Estable (MLE) constituyó el régimen regulador de las actividades del sector eléctrico en España durante los diez años del período 1988-1997 y se caracterizó por un especial énfasis en la incentivación a un comportamiento eficiente por parte de las empresas eléctricas. El mecanismo utilizado fue el establecimiento de los denominados costes estándar, los cuales actuaban como un tipo de regulación por precios máximos. En el artículo se ha llevado a cabo una primera aproximación empírica a los incentivos derivados del mismo respecto al crecimiento de la productividad, empleando como muestra las plantas termoeléctricas de carbón durante el período 1988-1995. Para ello se calcula el índice de productividad de Malmquist y su descomposición con el fin de identificar las causas principales del cambio productivo.

Los resultados obtenidos confirman que se han producido mejoras sustanciales en la productividad de las plantas durante el período considerado, explicadas tanto por el incremento en el grado de utilización de la potencia instalada de los grupos generadores, como por la mejora de la eficiencia técnica y el progreso técnico. No obstante, el ejercicio está limitado por el hecho de no comparar la evolución de la productividad después de los cambios reguladores de 1988 con períodos anteriores. Al mismo tiempo, se debe añadir que las mejoras en la eficiencia se producen fundamentalmente en los años 1989 y 1995, coincidiendo con cambios regulatorios en los años anteriores, concretamente el MLE en 1988 y la Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional en 1994. En cuanto al progreso técnico ocurre también de forma puntual en 1992 en respuesta a una regulación medioambiental. Así, en respuesta a estos cambios regulatorios la mejora en la eficiencia técnica acumulada entre 1988 y 1995 fue del siete por cien, que se tradujo en mejoras de beneficios para las empresas, dado que el ajuste de tarifas no tenía en cuenta la ganancia posible en eficiencia.

El cambio tecnológico experimentado en los últimos años, y las nuevas presiones competitivas en la industria eléctrica están generando mercados competitivos de energía al por mayor, convirtiendo la fase de generación eléctrica en un negocio susceptible de funcionar en competencia. También la fase de comercialización de la energía al usuario final es potencialmente competitiva. Sin embargo, otras fases del negocio eléctrico como la transmisión y la distribución presentan características de monopolio natural que obligan a mantener una regulación de estas actividades. Una futura extensión de este trabajo consiste en la evaluación de los cambios en la productividad en la fase de transmisión y distribución eléctrica, ya que su conocimiento puede servir tanto al regulador como al regulado como una medida referencial para el establecimiento de los "factores X" de ajuste por productividad en un sistema de precios máximos. Finalmente, la comparación de los resultados obtenidos con los alcanzados en otros países regidos por diferentes sistemas regulatorios constituiría una información de máximo interés, tanto para las compañías eléctricas como para los reguladores, en tanto que permitiría contrastar la dinámica competitiva de las empresas y el funcionamiento relativo del marco regulador.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Armstrong, M., Cowan, S. y Vickers, J. (1994): *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, Cambridge: MIT Press.
- Banker, R., Charnes, A. y Cooper, W. (1984): "Some models for estimating technical and scale inefficiencies in Data Envelopment Analysis", *Management Science*, 30 (9) págs. 1.078-92.
- Berg, S., Førsund, F. y Jansen, E. (1992): "Malmquist Indices of Productivity Growth during the Deregulation of Norwegian Banking, 1980-89", *Scandinavian Journal of Economics*, 94, Supplement, págs. 211-228.
- Bjurek, H. (1996): "The Malmquist Total Factor Productivity Index", *Scandinavian Journal of Economics*, 98 (2) págs. 303-313.
- Caves, D.W., Christensen, L.R. y Diewert, W.E. (1982): "The economic theory of index numbers and the measurement of input, output and productivity", *Econometrica*, 50 (6), págs. 1.393-1.414.
- Charnes, A., Cooper, W. Lewin, A. y Seiford, L. (1994): *Data Envelopment Analysis. Theory, Methodology and Applications*, Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Färe, R., Grosskopf, S. y Lovell, C.A.K. (1994a): *Production Frontiers*, Cambridge University Press.
- Färe, R., Grosskopf, S., Lindgren, B. y Ross, P. (1989): "Productivity Developments in Swedish Hospitals: A Malmquist Output Index Approach", en Charnes, A., Cooper, W. Lewin, A., y Seiford, L. (eds.) (1994), *Data Envelopment Analysis. Theory, Methodology and Applications*, Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Färe, R., Grosskopf, S., Logan, J. y Lovell, C.A.K. (1985): "Measuring Efficiency in Production: With an Application to Electric Utilities" en Dogramaci, A. y Adam, N. (eds), *Managerial Issues in Productivity Analysis*, Boston: Kluwer-Nijhoff.
- Färe, R., Grosskopf, S., Norris, M. y Zhang, Z. (1994b): "Productivity Growth, Technical Progress, and Efficiency Change in Industrialized Countries", *American Economic Review*, 84 (1), págs. 66-83.
- Färe, R., Grosskopf, S., y Ross, P. (1998): "Malmquist productivity index: a survey of theory and practice", en Färe, R., Grosskopf, S. y Rusell, R. (editores) (1998), *Index numbers: essays in honour of Sten Malmquist*, Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Farrell, M.J. (1957): "The measurement of Productive Efficiency", *Journal of the Royal Statistical Society, Series A, General*, 120 (3), págs. 253-282.
- Fernández de la Buelga, L., Ontiveros, E. y Rojas, A. (1994), *El sector eléctrico del año 2000*, Madrid: Civitas.
- Førsund, F. (1993): "Productivity growth in Norwegian ferries", en Fried, H., Lovell, C.A.K. y Schmidt, S. (eds.): *The measurement of productive efficiency*, Oxford: Oxford University Press.
- Grifell-Tatjé, E. y Lovell, C.A.K. (1995a): "A note on the Malmquist productivity index", *Economics Letters*, 47, págs. 169-175.
- Grifell-Tatjé, E. y Lovell, C.A.K. (1995b): "A Generalized Malmquist Productivity Index", Working Paper. Department of Economics, University of Georgia, Athens 30602, USA.
- Grifell-Tatjé, E. y Lovell, C.A.K. (1996): "Deregulation and productivity decline: The case of Spanish savings banks", *European Economic Review*, 40, págs. 1.281-1.303.
- Grifell-Tatjé, E. y Lovell, C.A.K. (1997): "The Sources of Productivity Change in Spanish Banking", *European Journal of Operational Research*, 98 (2), págs. 364-380.
- Joskow, T. y Schmalensee, R. (1983): *Markets for Power*, Cambridge: MIT Press.

- Laffont, J. y Tirole, J. (1993): *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Cambridge: MIT Press.
- Littlechild, S. C. (1983): *Regulation of British Telecommunications Profitability*, London: HMSO.
- Lovell, C.A.K. (1994): "Linear Programming Approaches to the Measurement and Analysis of Productive Efficiency", *Top*, 2 (2), págs. 175-248.
- Malmquist, S. (1953): "Index Numbers and Indifference Curves", *Trabajos de Estadística*, 4, págs. 209-242.
- OFFER (1995): *The Distribution Price Control: Revised Proposals*, Office of Electricity Regulation, July 1995, Birmingham.
- Pollitt, M. (1995): *Ownership and performance in electric utilities*, Oxford University Press.
- Prior, D., Verges, J. y Vilardell, I. (1993): *La evaluación de la eficiencia en los sectores privado y público*, Madrid: Instituto de Estudios Fiscales.
- Rodríguez Romero, L. (1995): "La LOSEN: una nueva regulación del sistema eléctrico", *Economistas*, 64, págs. 496-504.
- Rodríguez Romero, L. y Castro, F. (1994): "Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?", *Cuadernos Económicos de Información Comercial Española*, 57 (2) págs. 161-183.
- Rojas, A. (1995): "La regulación del sector eléctrico español" en Velarde, J., García Delgado, J.L. y Pedreño, A. (directores): *Regulación y competencia en la economía española*, Madrid: Civitas.
- Schleifer, A. (1985): "A theory of yardstick competition", *Rand Journal of Economics*, 16 (3), págs. 319-327.
- Seitz, W. (1971): "Productive Efficiency in the Steam Electric Generating Industry", *Journal of Political Economy*, 79 (4), págs. 878-886.
- Shephard, R. (1970): *Theory of Cost and Production Functions*, Princeton: Princeton University Press.
- Solow, R. (1957): "Technical change and the aggregate production function", *Review of Economics and Statistics*, 49 (3), págs. 312-320.
- Stewart, J.F. (1978): "Plant size, plant factor, and the shape of the average cost function in electric power generation: a nonhomogeneous capital approach", *Bell Journal of Economics*, 10, págs. 549-565.
- Tulkens, H. y Vanden Eeckaut, P. (1995): "Non-parametric efficiency, progress and regress measures for panel data: methodological aspects", *European Journal of Operational Research*, 80 (3), págs. 474-499.
- Waddams Price C. y Weyman-Jones, T. (1996): "Malmquist indices of productivity change in the UK gas industry before and after privatization", *Applied Economics*, 28, págs. 29-39.
- Wills, H. (1978): "Estimation of a Vintage Capital Model for Electricity Generation", *Review of Economic Studies*, 45, págs. 495-518.

Fecha de recepción del original: abril, 1998

Versión final: enero, 1999

ABSTRACT

The regulatory regime governing the Spanish electricity sector over the period 1988-1997 established a type of price cap regulation which gave strong incentives to the electricity companies to improve their productive efficiency. This paper evaluates the effects of the application of such a regulatory scheme in the coal-fired generating plants. The Malmquist productivity index is used to compute the total factor productivity change, as well as to identify the main elements of productivity growth. The results show substantial improvements in the performance of the plants, explained by the increase in the rate of capacity utilization, the level of technical efficiency and the technical progress. In this respect, the regulatory system succeeded in promoting efficiency, in that it allowed firms to keep all the profits linked to the productivity gains.

Keywords: electricity industry, total factor productivity, regulation.